

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное автономное учреждение высшего образования
"Казанский (Приволжский) федеральный университет"**

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Минханов И.Ф. Болотов А.В. Варфоломеев М.А.

**Физическое моделирование вытеснения нефти паром в
лабораторных условиях**

Казань – 2020

Рецензенты:

Ремеев М.М. Заведующий сектором физико-гидродинамических исследований керна Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти (институт «ТатНИПИнефть») ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

Кадыров Р.И. Кандидат геолого-минералогических наук, сотрудник научно-исследовательской лаборатории «Современные геоинформационные и геофизические технологии» Казанского (Приволжского) федерального университета

Минханов И.Ф., Болотов А.В., Варфоломеев М.А. Физическое моделирование вытеснения нефти паром в лабораторных условиях. Учебно-методическое пособие. Казанский федеральный университет. – Казань, 2020. – 19с.

Учебно-методическое пособие для студентов бакалавров и магистров очной формы обучения направления 21.03.01 и 21.04.01 Нефтегазовое дело по профилю «Разработка нефтяных и газовых месторождений». Подготовка специалистов в учреждениях профессионального образования должна отвечать требованиям работодателей. Важной составляющей является получение навыка проведения лабораторных исследований тепловых методов увеличения нефтеотдачи и ознакомление студентов с приборами, предназначенных для этих исследований, их составными частями и характерными особенностями.

В учебно-методическом пособии дана методология проведения экспериментов с обработкой результатов, описан процесс подготовки модели к испытанию, приведена схема установки с контрольно-измерительными приборами.

Рассматриваемые компетенции в ходе работы:

Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области

Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности

Способен разрабатывать и реализовывать инновационные решения в области увеличения нефтеотдачи

Содержание

Термины и определения.....	5
Введение.....	6
1. Назначение и область применения.....	7
2. Лабораторная установка для определения коэффициента вытеснения нефти при тепловом воздействии.....	8
3. Подготовка образца и жидкостей к испытанию.....	10
4. Методология проведения эксперимента.....	12
5. Обработка результатов.....	14
Практическая часть.....	16
Контрольные вопросы.....	18
Список используемых источников.....	19

Термины и определения

Пластовый флюид – совокупность подвижных фаз пласта. К пластовым флюидам относятся: пластовый газ, пластовая нефть, пластовая вода и выпавший в пласте конденсат.

Пластовая нефть – нефть, содержащаяся в пласте в условиях характерных для него давлений и температур.

Изовязкозная модель – модель нефти, полученная путем ее разбавления растворителем до необходимой вязкости.

Коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$) – отношение объема нефти, полученной при ее вытеснении рабочим агентом-вытеснителем (в лабораторных условиях) из образцов керна при соблюдении пластовых условий, к начальному объему нефти. Определяется по ОСТ 39-195-86.

Физическая модель пласта – это масштабированное представление пласта. В качестве модели пласта часто применяются образцы керна, ориентированно выпиленные из скважинных образцов, или насыпная модель.

Введение

Самое большое число проектов в мире по разработке месторождений и увеличению нефтеизвлечения из залежей вязких нефтей и битумов связано с применением тепловых методов [1]. В соответствии с концепцией М. Пратса повышение нефтеотдачи за счет теплового воздействия на пласт является семейством третичных методов, которые определяются как «любой процесс, в котором тепло используется намеренно для воздействия на находящиеся под землей углеводороды с целью извлечения ископаемого топлива через скважины» [2]. Наиболее распространенным механизмом закачки тепла является насыщенный пар.

Коэффициент вытеснения нефти – важнейшая характеристика пласта. Значение коэффициента вытеснения входит в основную формулу подсчета извлекаемых запасов нефти и влияет на выбор оптимального способа разработки месторождения для достижения максимальной экономической эффективности.

1. Назначение и область применения

Настоящая методика предназначена для определения динамики изменения коэффициента вытеснения нефти $K_{\text{выт}}$, температурного профиля, давлений на входе и выходе из модели пласта при паротепловом воздействии. При этом условия вытеснения нефти максимально приближаются к пластовым за счет применения пластовых или модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых температуры и давления.

Сущность метода заключается в фильтрации флюида через нефтенасыщенную породу агентом закачки (горячая вода, пар) на установке для физико-химического моделирования процесса паротеплового дренажа (фото на рис 1.1.) [3].



Рис.1.1 – Фото установки физико-химического моделирования процесса паротеплового дренажа

2. Лабораторная установка для определения коэффициента вытеснения нефти при тепловом воздействии

Установка состоит из системы подачи пара, камеры высокого давления, системы сбора флюида, системы измерения и контроля давления и температуры (рис. 2.1).

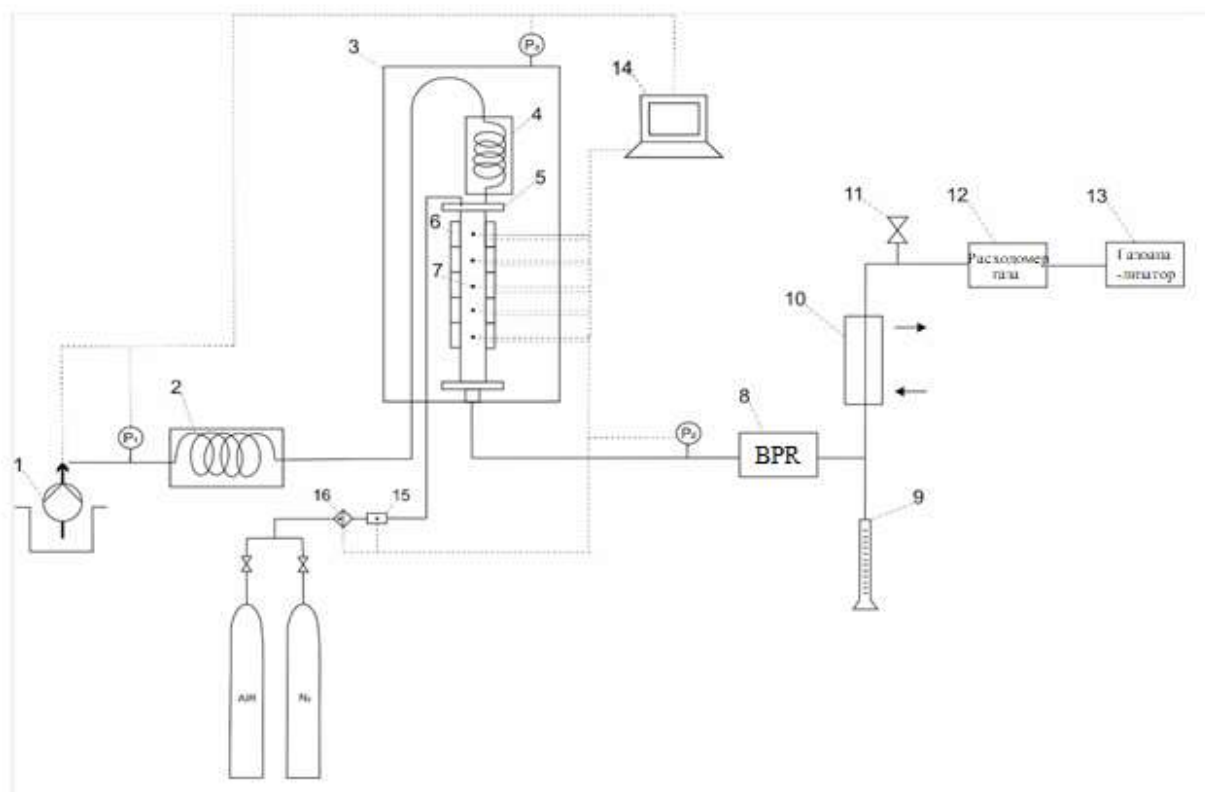


Рис. 2.1 – Схема установки для исследования тепловых методов увеличения нефтеотдачи

Система подачи агента закачки (пара) состоит из прецизионного плунжерного насоса высокого давления марки ЛН-400 (точность поддержания расхода 0,5% от текущего значения) (1), дозирующего воду с постоянной скоростью на вход внешнего парогенератора (2), системы соединительных трубок, соединяющих внешний (2) и внутренний парогенераторы (4), кернодержателя (5). Камера высокого давления (3) включает в себя внутренний парогенератор (4), кернодержатель (5) с образцами керна, керамические электронагреватели (6) и термопары (7).

Возможно вертикальное и горизонтальное расположение модели. Система сбора флюида состоит из регулятора обратного давления (EQUILI

BAR Back Pressure Regulator) (8), который обеспечивает поддержание пластового давления в модели и вывод флюида в сепарационную бюретку (Heidolf, ГОСТ 2925-9.20С 2 кл, 25 мл, Германия) (9), где происходит сепарация при стандартных условиях на жидкость и газ. Газ в зависимости от модели нефти и газового фактора поступает на расходомер газа, далее на газоанализатор (13) для определения состава газа. Опционально перед расходомером газа (11) возможен отбор проб газа для анализа методом газовой хроматографии.

Прецизионные датчики давления (КОРУНД-ДИ-001М-553 ДИ 0...25 МПа, допускаемая приведенная основная погрешность $\pm 0,1\%$) установлены на входе и выходе из модели пласта и отражают изменение давления в режиме реального времени. Термопары (7) установлены на кернодержателе через каждые 5 см в модели пласта и фиксируют движение теплового фронта в режиме реального времени. Кольцевые керамические нагреватели для поддержания адиабатического режима установлены вдоль кернодержателя (5) для предотвращения потерь тепла во время эксперимента. Система управления электронагревателями (6) сконфигурирована так, чтобы включать их, когда температура внутри модели пласта повышается, и нагреватель выключается, когда температура внутри него повышается на 5°C от температуры модели пласта. Каждый нагреватель соответствует термопаре, установленной в этом нагревателе.

3. Подготовка образца и жидкостей к испытанию

Для эксперимента используют пластовую воду или подготавливают синтетический рассол по известному компонентному составу. Пластовую воду тщательно перемешивают в сосуде хранения и перед применением фильтруют через «фильтровальную бумагу».

В зависимости от задачи используют стабильную дегазированную или изовязкозную пробу нефти.

Для определения коэффициента вытеснения нефти можно применять составную модель пласта, монтируемую из отдельных цилиндрических образцов, или насыпную модель керна, измельченную до фракции 0.1-1мм. Допускается при подготовке модели пласта применять два подхода в учете смачиваемости породы при проведении лабораторных исследований на керне: 1) метод сохранения смачиваемости (исследования на неэкстрагированном керне); 2) метод восстановления смачиваемости породы (экстракция, насыщение нефтью и «старение керна») [4].

При сборке образцов керна следует отметить, что для проведения эксперимента с тепловым воздействием цилиндрический керн должен быть зафиксирован внутри кернодержателя так, чтобы не было возможности перетоков пара и горячей воды через уплотнительный материал между стальной стенкой кернодержателя и керном. Преодоление температурного барьера $T=400\text{ }^{\circ}\text{C}$ уплотняющего или склеивающего керн материала, хорошая адгезия к керну и стали, отсутствие пристеночного эффекта для корректного определения коэффициента вытеснения нефти является решающим фактором. Использование обжимных фторкаучуковых манжет, как правило, ограничено температурой до плюс $250\text{ }^{\circ}\text{C}$, а эпоксидных смол – до плюс $300\text{ }^{\circ}\text{C}$. Поэтому при экспериментах с температурой выше $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ для сборки уплотнения цилиндрического керна внутри кернодержателя устанавливают образец цилиндрического керна, на торец кернодержателя устанавливают центрирующее кольцо, зазор между внутренней цилиндрической поверхностью кернодержателя и уплотняемой внешней поверхностью керна

заполняют терморасширенным графитом, измельченным до фракции не более 3 мм. Далее терморасширенный графит уплотняют. Методика сборки подробно представлена в патенте [5].

В случае использования насыпной модели пласта в кернадержатель загружается и утрамбовывается кернаый материал фракции 0,1-1 мм, при необходимости запрессовывается с помощью пресса. Определяется проницаемость модели пласта по азоту в пластовых условиях. Во избежание попадания песчинок в подводящие и отводящие трубки, используются перфорированные металлические диски с установленными на них ситами.

4. Методология проведения эксперимента

Кернодержатель для проведения экспериментов на насыпной и составной модели пласта, представляет собой стальную трубу с штуцерами для осевых термопар с фланцевым типом крепления. Термопары расположены в центре кернодержателя. При компоновке составной модели термопары располагаются между цилиндрическими образцами, между торцевыми поверхностями которых для обеспечения капиллярного контакта применяется слой измельченной породы толщиной не более 0,3 мм. Схема представлена на рисунке 4.1

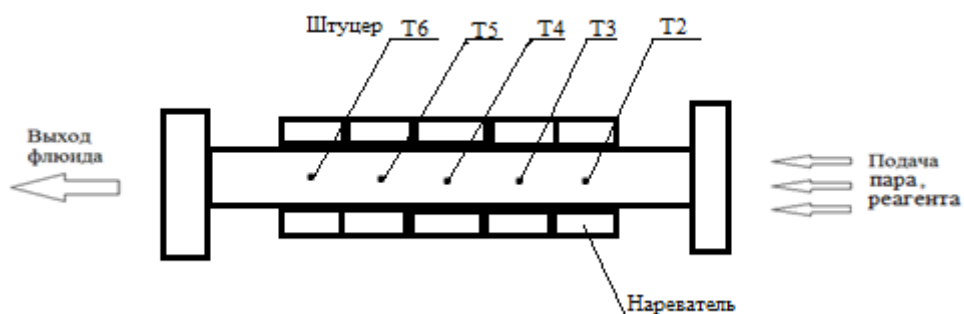


Рис. 4.1 Схема кернодержателя

В начале эксперимента пластовое давление создается закачкой азота в кернодержатель. Обжимное давление создается азотом с учетом $P_{обж}=1,2 \times P_{пласт}$. С помощью электронагревателя, расположенного на входе в модель, осуществляется нагрев до рабочей температуры. Чтобы снизить температурный градиент между кернодержателем и окружающей средой, используются керамические кольцевые нагреватели, расположенные на кернодержателе, для поддержания системы в адиабатических условиях.

Температура закачки пара выбирается исходя из давления согласно таблице 4.1

Таблица 4.1 – Таблица с температурами кипения воды от 0 до 100 бар [6]

Давление насыщенного пара бар	Температура кипения °С	Давление насыщенного пара бар	Температура кипения °С	Давление насыщенного пара бар	Температура кипения °С
0.02	17.51	11	184.06	58	273.36

0.03	24.10	12	187.96	59	274.47
0.04	28.98	13	191.60	60	275.56
0.05	32.90	14	195.04	61	276.64
0.06	36.18	15	198.28	62	277.71
0.07	39.02	16	201.37	63	278.76
0.08	41.53	17	204.30	64	279.80
0.09	43.79	18	207.11	65	280.83
0.1	45.83	19	209.79	66	281.85
0.2	60.09	20	212.37	67	282.85
0.3	69.13	21	214.85	68	283.85
0.4	75.89	22	217.24	69	284.83
0.5	81.35	23	219.55	70	285.80
0.6	85.95	24	221.78	71	286.76
0.7	89.96	25	223.94	72	287.71
0.8	93.51	26	226.03	73	288.65
0.9	96.71	27	228.06	74	289.59
1	99.63	28	230.04	75	290.51
1.1	102.32	29	231.96	76	291.42
1.2	104.81	30	233.84	77	292.32
1.3	107.13	30	233.84	78	293.22
1.4	109.32	31	235.66	79	294.10
1.5	111.37	32	237.44	80	294.98
1.5	111.37	33	239.18	81	295.85
1.6	113.32	34	240.88	82	296.71
1.7	115.17	35	242.54	83	297.56
1.8	116.93	36	244.16	84	298.40
1.9	118.62	37	245.75	85	299.24
2	120.23	38	247.31	86	300.07
2.2	123.27	39	248.84	87	300.89
2.4	126.09	40	250.33	88	301.71
2.6	128.73	41	251.80	89	302.51
2.8	131.20	42	253.24	90	303.31
3	133.54	43	254.66	91	304.11
3.5	138.87	44	256.05	92	304.89
4	143.63	45	257.41	93	305.67
4.5	147.92	46	258.76	94	306.45
5	151.85	47	260.08	95	307.22
5.5	155.47	48	261.38	96	307.98
6	158.84	49	262.66	97	308.73
6.5	161.99	50	263.92	98	309.48
7	164.96	51	265.16	99	310.22
7.5	167.76	52	266.38	100	310.96
8	170.42	53	267.58		
8.5	172.94	54	268.77		
9	175.36	55	269.94		
9.5	177.67	56	271.09		
10	179.88	57	272.23		

В ходе эксперимента записываются показания температур, давлений, расхода пара по воде и состава выходящих газов. Закачка продолжается до прекращения притока нефти в сепарационную бюретку.

К проведению лабораторных исследований допускаются обучающиеся прошедшие инструктаж по техники безопасности утвержденный КФУ [7].

5. Обработка результатов

После проведения эксперимента все полученные результаты представляются в виде следующих таблиц 5.1 и 5.2. Строится график динамики фильтрации: изменения $K_{\text{выт}}$, депрессии на модели и температурного профиля.

Таблица 5.1. Данные модели пласта

№ образца	Диаметр образца, см	Длина образца, см	Пористость, %	Проницаемость по азоту, 10^{-3} мкм ²	Начальная нефтенасыщенность, %
-	-	-	-	-	-

Таблица 5.2. Данные для обработки результатов эксперимента

Время, мин	Объём агента закачки, п.о. *	T ₁ , °C	T ₂ , °C	T _п , °C	P _{вх} , МПа	P _{вых} , МПа	V _{жидкости} , см ³
-	-	-	-	-	-	-	-

* Объём агента закачки $V_{\text{зак}}$ определяется по формуле (5.3)

Рассчитывается коэффициент вытеснения нефти $K_{\text{выт}}$ паром для составных образцов в манжете, содержащих остаточную воду в количестве, соответствующем пластовым условиям, по формуле:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н}}}{V_{\text{н.нач}}}, \quad (5.1)$$

где $V_{\text{н}}$ - объём вытесненной из образца нефти, приведенный к условиям испытания (пластовым) см³;

$V_{\text{н.нач}}$ - объём нефти, первоначально содержащейся в образце, приведенный к условиям испытания (пластовым).

Объём вытесненной из образца нефти определяется:

$$V_{\text{н}} = b V_{\text{д}} \quad (5.2)$$

где $V_{\text{д}}$ – объём дегазированной нефти в сепарационной бюретке, см³;

b – коэффициент изменения объёма нефти.

В случае использования насыпной экстрагированной модели, насыщенной перемешиванием пластовой водой и стабильной пробой нефти допускается не учитывать коэффициент изменения объёма нефти - b . В случае насыщения образца нефтью в пластовых условиях, для расчета $V_{\text{н}}$

коэффициент b определяется экспериментально по изменению объема нефти в поршневом цилиндре при повышенном давлении в изотермических условиях.

Рассчитывается объём закачки агента:

$$V_{\text{зак}} = \frac{t \times q}{V_{\text{пор}}}, \quad (5.3)$$

где $V_{\text{зак}}$ – объём закаченного в модель агента (в водном эквиваленте), п.о.

t – время воздействия агентом, мин

q – расход, см³/мин

$V_{\text{пор}}$ – поровый объём модели, см³

Рассчитывается депрессия на модели ΔP по формуле:

$$\Delta P = P_{\text{вх}} - P_{\text{вых}}, \quad (5.4)$$

где $P_{\text{вых}}$ – давление на входе модели, МПа

$P_{\text{вх}}$ – давление на выходе из модели, МПа

Рассчитывается паронефтяное отношение:

$$ПНО = \frac{V_{\text{теп}}}{V_{\text{н}}} \quad (5.5)$$

где $ПНО$ – паронефтяное отношение, см³/ см³

$V_{\text{теп}}$ – объём закаченного теплоносителя (горячая вода, пар), см³

$V_{\text{н}}$ – объём вытесненной из модели нефти, см³

Рассчитанные данные заносятся в таблицу и строятся графики:

Объём закачки агента, п.о.	$K_{\text{выт}}$, %	$\Delta P_{\text{вх}}$, МПа	$ПНО$, см ³ / см ³
-	-	-	-

Практическая часть

Выполнение лабораторной работы осуществляется в командах, сформированных руководителем, после освоения теоретического материала.

Руководитель выдает техническое задание каждой сформированной группе, с которой будет выполнен эксперимент, что будет являться основным этапом учебной практики.

Защита лабораторного исследования предоставляется в виде отчёта и презентации.

Пример технического задания

Фильтрационные исследования для оценки эффективности тепловых методов увеличения

1. Назначение эксперимента: Определение $K_{\text{выт}}$
2. Последовательность проведения эксперимента:
 - 2.1. Подбор температуры закачки пара по заданному пластовому давлению;
 - 2.2. Подготовка модели;
 - 2.3. Определение начальной нефтенасыщенности образца породы;
 - 2.4. Сборка модели в кернодержателе;
 - 2.5. Определение проницаемости по газу до и после воздействия;
 - 2.6. Наблюдение объемов притока нефти, воды, газа, изменения температур и давлений в ходе эксперимента;
 - 2.7 Выпрессовка модели по окончании эксперимента;
 - 2.8. Расчет $K_{\text{выт}}$, ΔP , $ПНО$

Таблица 1. Параметры эксперимента

№	Стадия Эксперимента	параметры				
		Температура	Подача флюида см ³ /мин	Давление, МПа	Продолжительность п.о.	Примечание
1	Холодная вода	23	-	-	-	
	Горячая вода	100			-	
	Пар	120			-	

3 Обработка результатов

3.1. Построить график динамики фильтрации флюида при паротепловом воздействии;

3.2. Составить отчёт в формате Microsoft Word.

3.3. Защитить презентацию в формате Microsoft Power Point.

Контрольные вопросы

- 1) Пластовый флюид – это?
- 2) Пластовая нефть – это?
- 3) Рекомбинированная проба – это?
- 4) Изовязкозная модель – это?
- 5) Коэффициент вытеснения – это?
- 6) Физическая модель пласта – это?
- 7) Описание принципа работы лабораторной установки для физико–химического моделирования процесса паротеплового дренажа.
- 8) Кернодержатель, его назначение?
- 9) Для чего предназначен регулятор обратного давления?
- 10) Каким прибором фиксируется расход газа?
- 11) Насыпная модель керна – это?
- 12) Составная модель керна – это?
- 13) Особенности сборки кернодержателя с насыпной моделью керна?
- 14) Особенности сборки кернодержателя с составной моделью керна?
- 15) Методология проведения эксперимента?
- 16) Обжимное давление – это?
- 17) Как задается расход пара?
- 18) Какие показатели регистрируются при проведении эксперимента?
- 19) Как определить остаточную нефтенасыщенность?

Список используемых источников

- 1) Справочник инженера-нефтяника. Том V(B). Инжиниринг резервуаров / Главный редактор Ларри Лейк, под редакцией Эдварда Д. Холстайна. Перевод с английского под редакцией д.т.н., проф. С.О. Бороздина. – М.-Ижевск. Институт компьютерных исследований, 2018 – 1074с.
- 2) Технологические процессы разработки нефтяных месторождений/ Р.Р. Ибатуллин. – 2-е изд., перераб. И доп. –М.: Изд-во нефтяное хозяйство, 2019 - 324с.
- 3) Устройство для исследования внутрипластового горения и парогравитационного дренажа [Текст]: Пат. 2655034 Российская Федерация, МПК E21B 49/00, G01N 15/00, E21B 43/243./ А.Н. Грачев, С.А. Забелкин, А.А. Макаров, М.А. Варфоломеев, Д.К. Нургалиев, В.А. Судаков. - № 2017126847; заявл. 25.07.2017; опубл. 25.05.2018, Бюл. № 15.
- 4) Хижняк, Г.П. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, А.М. Мошева, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. - №6. - С.54-63.
- 5) Уплотнение цилиндрического керна и способ сборки уплотнения в кернодержателе [Текст]: Пат. 2720208 Российская Федерация, МПК G01N 1/36 G01N 15/08 G01N 33/24 E21B 49/00./ Болотов Александр Владимирович, Сабирьянов Раушан Маликович, Минханов Ильгиз Фаильевич, Варфоломеев Михаил Алексеевич, Судаков Владислав Анатольевич, Грачев Андрей Николаевич, Макаров Александр Александрович, Нургалиев Данис Карлович № 201912214 3; заявл. 15.07.2019; опубл. 28.04.2020, Бюл. № 13.
- 6) Вукалович М. П. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник / М. П. Вукалович, С. Л. Ривкин, А. А. Александров. - Москва: Изд-во стандартов, 1969

- 7) Инструкции по профессиям и видам работ [Электронный ресурс]: 2000. – Режим доступа: <https://kpfu.ru/department-of-security/otdel-ohrany-truda/dokumenty/instrukcii-po-ohrane-truda.html>, свободный.